

日本の FIT 制度の 10 年間の成果と課題、 そして今後の展望

Ten Years of FIT Scheme Achievements, Challenges, and Future Prospects in Japan

松原弘直*

1. はじめに

日本国内では、2012 年 7 月に施行された FIT 制度（固定価格買取制度）により、再生可能エネルギー電気の全種（太陽光、風力、地熱、バイオマス、中小水力）の全量買取が長期間・固定価格で可能となり、その後の 10 年間で太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの導入が加速度的に進んだ。FIT 制度では、最初の設備認定時に買取価格（調達価格）と買取期間が決まるが、認定時に発電方法や規模別のコストに合わせて決まる調達価格と合わせて、認定のための要件や制限事項がこの 10 年間で見直されて来た。そこで、この日本国内での FIT 制度の 10 年間の成果と課題、そして今後の 2030 年に向けた展望についてまとめる。

2. FIT 制度の内容と導入経緯

固定価格買取制度～FIT（Feed-in Tariffs：フィード・イン・タリフ）制度は、世界中で 100 以上の国と地域が採用している再生可能エネルギーによる電力の普及の切り札とも呼ぶべき制度である¹⁾。

日本国内では、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」として 2011 年 3 月 11 日の午前中に閣議決定され、国会での活発な議論の末に同年 8 月に成立し、2012 年 7 月 1 日に施行された。電力会社が、太陽光発電、風力発電、地熱発電、中小水力、バイオマス等、さまざまな種類の再生可能エネルギーによる発電事業者から供給される電気の全量を長期間・固定価格で買うことが義務付けられる仕組みになっている。この長期間・固定価格で買い取る義務が電力会社に生ずるところがこの FIT 制度の重要なポイントとなっている。この長期間の買取期間（調達期間）というのは 20 年程度ということになり、設備認定を受けて電力

会社と売電契約を結ぶことにより、正式に電力会社に売電を開始した時点から、その期間は調達価格が固定されることが保証される²⁾。

再生可能エネルギーによる電気の調達価格と調達期間は、経済産業省の第三者委員会である「調達価格等算定委員会」で毎年度ごとに、翌年度分を審議されることになっている。2012 年 3 月から審議が始まったこの委員会の初年度の審議では、太陽光、風力、地熱、中小水力そしてバイオマスという発電種別毎に、建設コストや運転維持コストが業界団体などからのヒアリングなどで集められ、それに基づいて適切に事業が可能な調達価格と調達期間が決めるための議論が行われた。この委員会からの意見書に基づいて経済産業大臣が正式に調達価格と調達期間などの制度の詳細を制度開始前の 2012 年 6 月に政省令の形で発表された。2012 年度の太陽光発電の調達価格と調達期間は 10kW 未満の住宅用と 10kW 以上の発電事業で異なっており、住宅用は調達価格 42 円 / kWh（税込）で調達期間が 10 年間、発電事業は 40 円 / kWh（税別）で 20 年間となった³⁾。表 1 には、2012 年度から 2017 年度までの各年度で設定された調達価格を示す。10kW 以上の太陽光発電事業には規模の上限はなく、FIT 制度の開始当初は調達価格も一律だった。また、10kW 未満の太陽光は 2009 年から始まった買取制度と同じ余剰買取のままとなったが、住宅用の場合でも、事業者が複数の屋根を借りて 10kW 以上で発電事業を行う場合には、発電事業と同じ全量買取となる特例がある。

太陽光発電以外の調達価格については、2012 年度時点の導入量がまだ小さく、コストデータも揃っていないことから、その後も同じ調達価格が適用されることが続くことが多かった。風力発電は 20kW 以

* 特定非営利活動法人 環境エネルギー政策研究所

上が通常の発電事業となっているが、20kW未満は小型風力発電ということで導入コストが高いことから、特別に高い調達価格が定められたが、住宅用太陽光と同様に機器の型式認定が必要となった。20kW以上の事業の風力発電については、IRR（内部収益率）8%を想定した比較的高い調達価格が設定されたが、風力発電では風況や系統などの立地条件や環境アセスメントなど調達価格以外のハードルが多い状況が続いた。地熱発電では設備の規模により2段階、中小水力は出力3万kW未満で3段階の調達価格が当初は定められた。地熱発電については、調達価格が比較的高く定められ特に1.5万kW未満についてはバイナリー方式を含む比較的小型の発電設備について各地で事業化が進んだ。しかし、数千kW規模の事業化計画が前に進む一方で、本格的な数万kW規模の地熱発電設備については、資源調査から環境アセスメントまで非常に長期に渡る調査や手続きが必要となり、運転開始までには10年以上かかると言われている。資源調査への支援や環境アセスメントの手続期間の短縮化などが課題となっていた。

バイオマス発電の認定制度は他の発電種別と比べて少し特殊であり、発電の規模ではなく、バイオマス燃料の種類に応じて調達価格が定められている。

畜産バイオマス（バイオガス）や間伐材等の未利用木材は調達価格が高く、木くずや生ごみなどの廃棄物は低く設定されている。このため、より高い調達価格が得られる木質燃料の認証制度（トレーサビリティ）や燃料の安定供給確保、サプライチェーンの確立が重要となる。主に国内産の木質バイオマス燃料については「発電利用に供する木質バイオマスの証明のガイドライン」⁴⁾に沿って、未利用材などの証明が行われている。さらに大量の燃料を必要とする石炭混焼、規模別や熱利用の有無なども考慮すべきという指摘もあり、日本国内の森林資源の有効活用という視点からも制度が検討された。さらに、海外からのバイオマス燃料を利用する設備が増えており、その持続可能性の基準等が課題となってきた。そのため、バイオマス発電については、中長期的な観点から持続可能な形で生産された燃料であることを確認するための基準・認証のあり方について検討するため、2019年度から「バイオマス持続可能性ワーキンググループ」が設けられた。

なお、日本のFIT制度の調達価格の決定タイミングは、設備認定の時期（年度）となっているが、欧州などでは運転開始時になっている国（ドイツなど）もあり、長期の未稼働案件の発生につながっている。

表1 FIT制度の調達価格（2012年度～2017年度） 単位：円/kWh

発電種別	規模・方式	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
太陽光	10kW未満	42	38	37	33	31	28
	10kW以上2MW未満	40	36	32	29/27	24	21
	2MW以上						入札
陸上風力	20kW未満	55					21
	20kW以上	22					21
洋上風力		36					
地熱	15MW未満	40					
	15MW以上	26					
小水力	200kW未満	34					
	200kW以上1MW未満	29					
	1MW以上5MW未満	24					24/27
	5MW以上30MW未満	24					20
バイオマス	一般木材20MW未満	24					
	一般木材20MW以上	24					24/21
	未利用材2MW未満	32		40			
	未利用材2MW以上	32					
	建設資材	13					
	一般廃棄物	17					
	メタン発酵	39					

特に調達価格の高かった2014年度以前の太陽光発電については、多くの未稼働案件が発生し、その後、様々な制度変更の対応が行われたが、2021年末時点でも約1700万kWの未稼働案件がある。

3. FIT制度による再生可能エネルギー導入状況

2012年7月にスタートしたFIT制度により事業認定された設備容量は、FIT制度開始前からの移行認定を含み2021年末までに1億900万kWになっているが、その内75%の約8130万kWが太陽光である(表2)。2021年末までに実際に運転を開始している設備は7460万kWで3400万kWが未稼働の状況である。事業用(10kW以上)の太陽光発電の運転開始率は75.5%で5130万kWが導入済みである。風力発電は1590万kWが移行認定を含み事業認定されているが、環境アセスメントの手続きや電力系統への接続などの問題で約30%にあたる約440万

kWしか運転を開始していない(このうちFIT制度開始後は220万kW)。一方で、環境アセスメントの手続きを行っている風力発電は、2020年度末の時点で3000万kW以上あり、陸上風力が1300万kW、洋上風力が1800万kWにも達している。中小水力については、事業認定が180万kW程度に留まっており、そのうち97万kWが運転を開始しているが、そのうちかなりの割合が既存設備のリプレースである。地熱発電は事業認定が16万kWと少ない状況だが、運転開始は9万kWと開発が進んでいる。バイオマス発電は移行分を含む約950万kWが事業認定されており、そのうち43%の400万kWが運転を開始している。その約50%が海外からの木材や農業残さ(PKSなど)を燃料とする設備だが、運転開始率は28%と低くなっている。

FIT制度による再生可能エネルギー発電設備の累積導入量の推移を図1に示す。2016年度までに設備認定が1億2千万kW近くまで進み、未稼働の設備

表2 FIT制度における設備の事業認定、導入済および未稼働(2021年末) 移行認定を含む
出所：資源エネルギー庁データより作成

電源	認定設備	未稼働	導入済み	運転開始率
太陽光 10kW未満	1339万kW	38万kW	1301万kW	97.2%
太陽光 1MW未満	3332万kW	603万kW	2729万kW	81.9%
太陽光 1MW以上	3463万kW	1060万kW	2403万kW	69.4%
太陽光(小計)	8134万kW	1701万kW	6433万kW	75.5%
風力 20kW未満	14万kW	10万kW	3万kW	23.4%
風力 20kW以上	1573万kW	1104万kW	469万kW	29.8%
中小水力 1MW未満	24万kW	3万kW	21万kW	87.2%
中小水力 1MW以上	158万kW	82万kW	76万kW	48.3%
バイオマス	946万kW	495万kW	451万kW	47.7%
地熱	16万kW	7万kW	9万kW	57.5%
合計	1億864万kW	3401万kW	7463万kW	68.7%

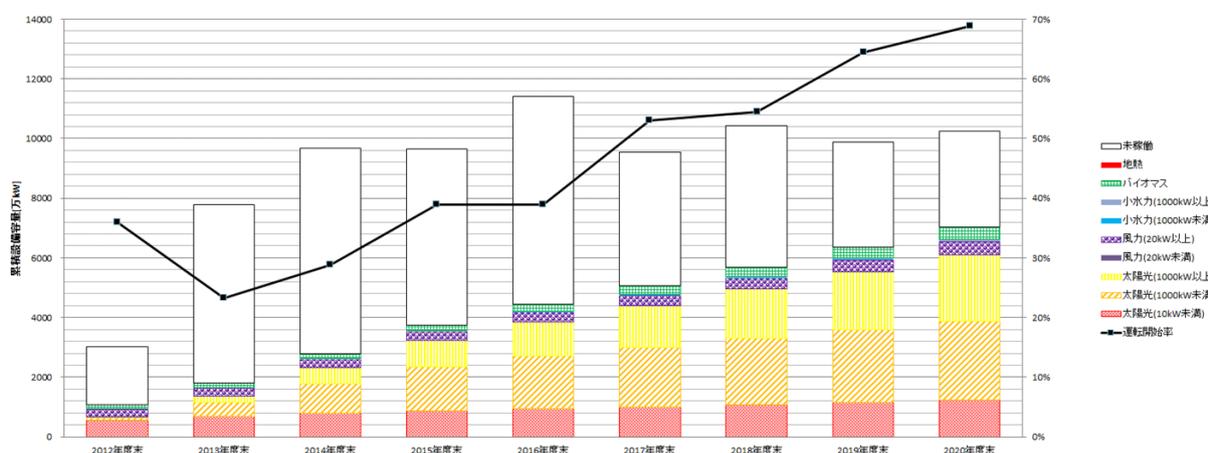


図1 FIT制度による再生可能エネルギー発電設備の累積導入量と事業認定設備・未稼働の推移
出所：資源エネルギー庁データより作成

が増えたが、2017年度以降、FIT 制度の改定で事業認定への移行などもあり、2020年度末までに運転開始率は約70%に達した。

年度毎の導入量の推移をみると2014年度が太陽光を中心に1000万kW近くに達して最も大きかったが、その後減少に転じて2017年度からは年間600万kW程度の導入量となっている(図2)。事業用太陽光(10kW以上)については、新規の買取価格も急速に低下し、大規模な案件に対する入札制度も始まったことから今後も一定レベル(年間500万kW程度)まで抑制される傾向になると考えられる。一方、これまで導入量が抑えられてきた風力やバイオマスについては年間導入量が増加する傾向があり、風力発電は年間46万kW、バイオマス発電は年間49万kWが導入された。地熱発電も1万kWを

超える大型設備の運転開始により年間5万kWが導入された。

FIT 制度による買取の総額が2021年度には3.8兆円と2020年度の3.5兆円から増加する見込みで、電力会社の化石燃料の減少分である回避可能費用は1.1兆円程度と前年度から減少する見込みのため、電気料金への賦課金も3.36円/kWhに上昇した(図3)。この賦課金は、FIT 制度による再生可能エネルギーの導入に伴う買取費用および回避可能費用により変動し、毎年増加すると予想されるが、FIT 制度開始から20年の2032年以降は減少をする見込みである。賦課金と買取費用に関して小売電気事業者との間で調整を行う費用負担調整機関は2022年度から電力広域的運営推進機関(OCCTO)に変更となった⁵⁾。

2021年末までのエリア別のFIT 制度による累積

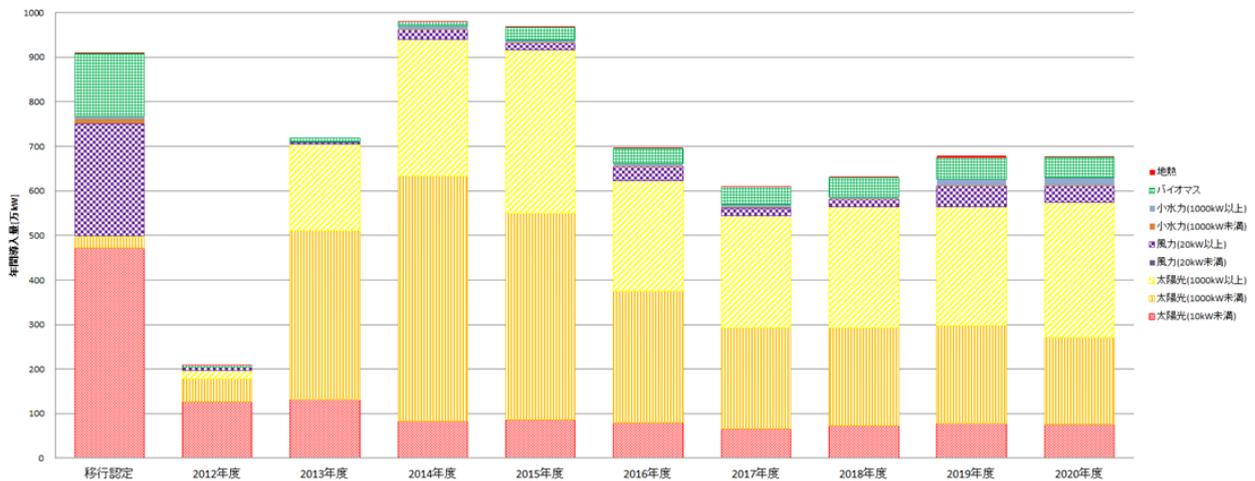


図2 FIT 制度による再生可能エネルギー発電設備の年間導入量の推移
出所：資源エネルギー庁データより作成

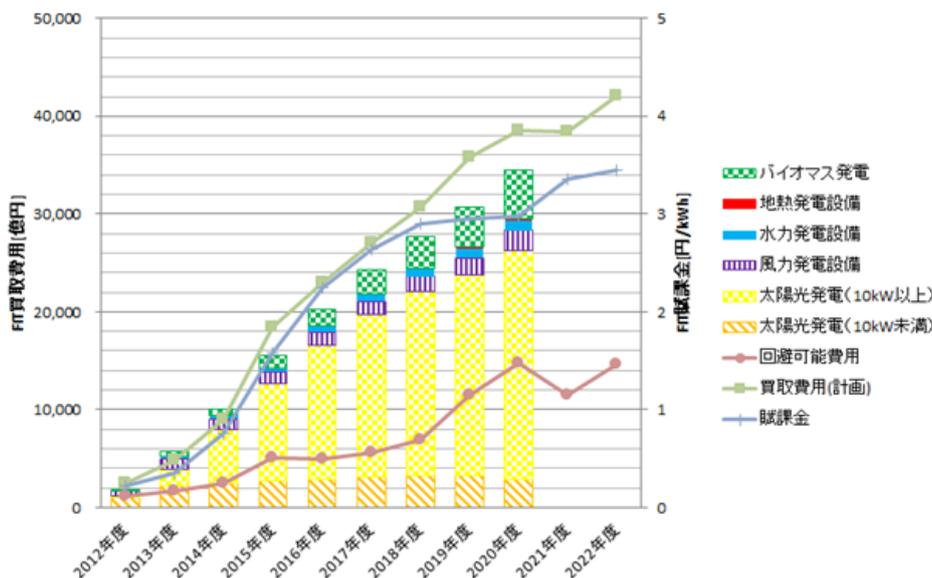


図3 FIT 制度による買取費用および賦課金などの推移
出所：資源エネルギー庁データより作成

導入量を図4に示す。年間の最小電力需要に対する比率では、100%を超えるエリアが北海道、東北、中部、中国、四国および九州エリアとなっており、特に九州では200%を超えている。このため、九州エリアでは2018年から太陽光および風力の出力抑制が始まっており、北海道、東北、中国および四国でも2022年4月から出力抑制が始まった。

4. FIT 制度の導入後の課題と見直し

FIT 制度には、2012年7月の施行から様々な課題があり、法律そのものや政省令の改正を伴う見直しが行われてきた。以下に各課題に対する見直しの内容や経緯について示す。

(1) 分割案件への対応

2014年度から、「ひとつの場所において複数の再生可能エネルギー設備を設置」する「分割案件」が特段の理由がない限り禁止となった。例えば、事業用太陽光について本来は厳しい安全規制がかかる50kW以上の高圧の設備（事業用電気工作物）になるにも関わらず、設備が簡易で安全規制が緩い複数の出力50kW未満の低圧の設備へ分割するなどである。実際には、名義が異なる複数の事業者からの申請や申請時期のずれなどで「分割案件」としての判定は難しい場合がある。

(2) 電力自由化への対応

FIT 制度の当初は電力会社（一般電気事業者および新電力）が基本的には買取を行う仕組みになっ

ていたが、2016年度からの電力自由化に伴う発送電分離により、一般送配電事業者がこの再生可能エネルギーによる電気の買取を行う送配電買取に移行している。その際、再生可能エネルギーによる回避可能費用の算定方法が、それまでの総括原価方式の発電原価から算定する方式から、卸市場価格に連動する方式に変更された。これにより、新電力がFIT制度からの電気を調達する際に、発電事業者から一定価格で直接調達することはできなくなり、一般送配電事業者を経由した特定卸供給の形態となり、卸市場価格に連動するリスクを抱えることとなった。

(3) 電力系統への接続

電力系統への再生可能エネルギーの優先接続と優先給電の原則が当初のFIT制度には盛り込まれていたが、その後の太陽光発電の急速な導入などがあり、この優先接続や優先給電のルールが見直されている。系統接続については、太陽光や風力も含めて全電源共通の先着優先ルール（契約接続申込み順に系統の接続容量を確保）となった。しかし、全国的に再生可能エネルギーを中心に新規接続が出来ない状況となり、一部の地域では2016年度から電源接続案件募集プロセスが実施された⁶⁾。このプロセスでは、あるエリアで接続検討申込みが集中した結果、送電系統の容量が不足し、大規模な対策工事がとなり工事費負担金が高額となる場合、対策工事費を多数の事業者で共同負担することにより、効率的な送電設備の増強を行う。その後、2020年10月からは

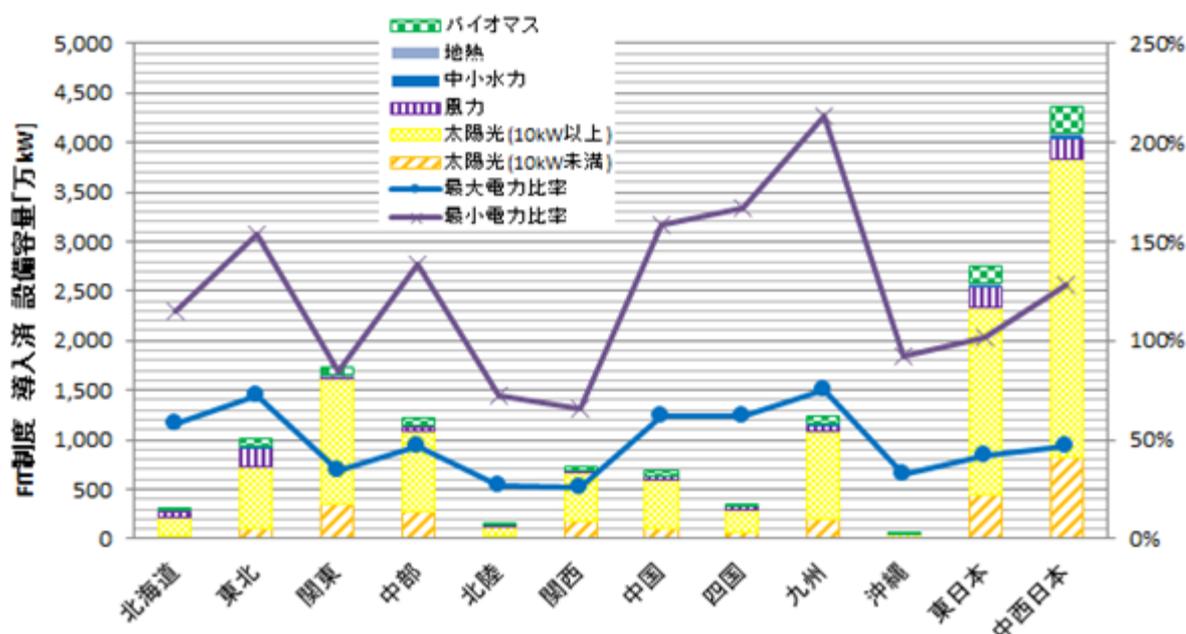


図4 FIT制度による電力会社エリア別の累積導入量と電力需要の比較
出所：資源エネルギー庁データより作成

入札を廃止して全ての系統連系希望者を同一負担金単価とする電源接続案件一括検討プロセスに移行した。

接続の費用負担については、電源線については従来とおり発電事業者の負担（特定負担）だが、ローカル系統の増強については受益の範囲に応じて特定負担となり、それ以外の費用については託送料金で回収する一般負担とされた（上限額あり）⁷⁾。さらに、この一般負担分を巡って、現行では託送料金へ全て依存しているため、発電事業者がその一部を負担する発電側課金制度の検討が行われているが、FIT制度の調達価格とも関連する。この様な状況から、日本国内では欧州と同様な再生可能エネルギーの優先接続が実現されていないと考えられる。

優先給電ルールについては、2016年度から運営が始まった電力広域的運営推進機関（OCCTO）において定め、経産省が認可する送配電等業務指針に定められている。再生可能エネルギーの中では、長期固定電源として水力発電と地熱発電が最も優先され、出力抑制の対象とはならない。その次に自然変動電源として太陽光および風力が優先されるが、実際に次項に示す出力抑制が行われる。バイオマス発電は森林資源など地域に賦存する資源活用する地域資源バイオマス電源の場合は出力抑制が免除される場合がある。

(4) 変動性再生可能エネルギーの出力抑制（出力制御）

2014年に九州電力などで太陽光発電などの系統接続申込みに対する「回答保留」が発生し、その対応として指定電気事業者制度による変動性再生可能エネルギー（太陽光発電および風力発電）の「接続可能量」の算定が行われた。FIT制度には、「30日ルール」と呼ばれる出力抑制ルールがあり、太陽光で年間360時間、風力で年間720時間以上の出力抑制は補償がされるが、2015年度より、「接続可能量」を超過して接続することを認める代わりに出力抑制を無制限・無補償とすることになった。この指定電気事業者制度では、この接続可能量を「30日等出力制御枠」と呼ぶことになり、東京電力、中部電力、関西電力のエリア以外が対象となったが、2021年度より廃止された。2021年度以降は、新たに接続した太陽光および風力はエリアを問わず全て出力抑制に対して無制限・無補償の対象となっている。

(5) 価格目標の設定

2017年4月に施行された改正FIT法では、2017年度以降の調達価格の設定について、価格目標の設

定、リードタイムの長い電源に対する複数年度の調達価格の設定が行われることになった。価格目標の設定では、経産省において有識者・業界団体が構成された研究会を非公開で開催してコスト低減の方向性を議論し、取りまとめている。非住宅用太陽光についてはFITからの自立を目指し、2020年に発電コストを14円/kWh（20万円/kW）、2030年に7円/kWh（10万円/kW）とし、住宅用太陽光については2019年に家庭用電気料金並みの24円/kWh（30万円/kW）とした。風力についてはFITから自立した形での導入を目指すとして2030年までに、発電コスト8～9円/kWh（工事費24～25万円/kW）を価格目標としている。なお、複数年度の調達価格の設定については、表3に示すような設定が行われている。リードタイムの長い洋上風力、地熱、中小水力およびバイオマスは、3年間は基本的に価格を据え置くことが決定されている。一方、陸上風力については、2017年度から複数年度の価格設定と共に価格低減スケジュールが決定された。合わせて、陸上風力および地熱発電についてリプレースに関する調達価格が新たに設定された。

(6) 事業認定への移行

2017年4月に施行された改正FIT法では、未稼働案件の発生を踏まえた新認定制度として、「事業認定」の制度が導入され、適切な事業実施を確保するための「事業計画策定ガイドライン」が発電種別毎に整備された。事業認定にあたり、再生可能エネルギー発電事業の実施においてこの事業計画策定ガイドラインに従って適切に事業を行うことに同意する必要がある。その他、関連法令（条例を含む）の既定の遵守、計量法上の使用の制限を満たす電力量計の設置、発電設備への標識の掲示（20kW未満の太陽光発電設備を除く）、発電設備の適切な保守点検および維持管理などについても同意する必要がある。さらに、発電事業の実現可能性を確認するため接続契約の締結が認定の前提となり、既存の認定案件も原則としてこの新制度の認定の取得が必要となった。また、個別の事業者の認定情報も原則公表される仕組みとなった。

(7) 入札制度の導入

2017年度からは大規模な太陽光発電から対象に入札制度が導入され、2017年度に第1回の入札が出力2MW以上の太陽光を対象に実施され、2018年度までの2か年が試行期間とされた（表4）。この試行期間の入札では、1回目は上限価格を公表したが、2回目以降は非公表で実施され、2か年で予定してい

た募集容量 1GW に対して落札容量が 3 割程度に留まった。その後も、2019 年度と 2020 年度は年 2 回の入札で 2 か年で約 2.2GW の募集容量に対して 3 割程度に留まっている。2021 年度からは上限価格を公表し、回数を年 4 回にした結果、約 1GW の募集容量に対してほぼ 100% の落札容量となったが、入札した全ての事業者が落札する結果となった。入札は FIT 制度の費用負担調整機関だった一般社団法人低炭素投資促進機構（GIO）が 2021 年度まで実施した

が、2022 年度からは電力広域運営推進機関（OCCTO）が実施している⁸⁾。

陸上風力発電については、2021 年度の第 1 回の入札が実施された。募集容量 1GW に対して、供給価格上限額が 17.0 円 /kWh で公表された結果、入札した全ての事業者 936MW（32 件）が落札した。平均落札価格は 16.2 円だった。

洋上風力発電については、2020 年度に着床式洋上風力（再エネ海域利用法適用外）に対して第 1 回の

表 3 FIT 制度の調達価格（2018 年度～ 2023 年度） 単位：円 /kWh

発電種別	規模・方式	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
太陽光	10kW 未満	26	24	21	19	17	16
	10kW 以上 50kW 未満	18	14	13	12	11	10
	50kW 以上	18	14	12	11	10	9.5
	一定規模以上入札	2MW	500kW	250kW			
陸上風力	250kW 未満	20	19	18	17	16	15
	250kW 以上				入札	入札	入札
洋上風力	着床式	36	36	34	32	29	
	浮体式			入札			
地熱	15MW 未満	40					
	15MW 以上	26					
小水力	200kW 未満	34					
	200kW 以上 1MW 未満	29					
	1MW 以上 5MW 未満	27					
	5MW 以上 30MW 未満	20					16
バイオマス	一般木材 10MW 未満	24					
	一般木材 10MW 以上	入札					
	液体燃料	入札					
	未利用材 2MW 未満	40					
	未利用材 2MW 以上	32					
	建設資材	13					
	一般廃棄物	17					
	メタン発酵	39					35

表 4 事業用太陽光の入札結果（2017-2021 年度）

出所：調達価格等算定委員会資料等から作成

	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
実施回数	1 回	2 回	2 回	2 回	4 回
入札対象	2MW 以上		500kW 以上	250kW 以上	
上限価格(平均)	21 円 (公表)	15.5 円 (非公表)	13.5 円 (非公表)	11.8 円 (非公表)	10.6 円 (公表)
募集容量	500MW	447MW	716MW	1500MW	954MW
落札容量	141MW	197MW	236MW	437MW	944MW
落札率	28%	44%	33%	29%	99%
平均落札価格	19.6 円	15.2 円	12.8 円	11.3 円	10.4 円
平均落札容量	15.7MW	28.1MW	2.6MW	1.3MW	1.4MW

入札が実施されたが、募集容量120MWに対して5MWの入札があったものの、落札はゼロだった（上限価格34円/kWhで非公表）。そのため、2021年度以降については入札対象から外れた。一方で、再エネ海域利用法の適用対象事業について一般海域の促進区域（4区域）での公募が供給価格上限額29円/kWhで行われ、2020年度に1区域、2021年度に3区域の入札が実施された。

バイオマス発電については、大規模な一般木材等（10MW以上）について入札制度に移行した。合わせて新たに一般木材等に含まれていたパーム油などの液体燃料に関する新区分が設定され、2018年度から規模によらず入札が実施された。2021年度までに毎年1回の入札が実施されているが、合わせてバイオマス比率を考慮した容量88MW（3件）の落札に留まっている。

(8) 未稼働案件への対応

設備認定されたにも関わらず、長期間に渡り導入されず運転を開始しない発電設備について、2017年4月に施行された改正FIT法では、原則として全電源を対象に2017年3月末までに接続契約を締結できていない案件について認定の失効を行った。その上で、2016年8月以降に接続契約した案件には「認定から3年」の運転開始期限を設定し、期限超過分だけ調達期間を短縮する。しかし、2016年8月以前に接続契約した案件には、2016年度以前に認定された大量の太陽光の未稼働案件（2018年末時点で2000万kW以上）が存在していたため、2012年度から2014年度に認定された事業用太陽光発電のうち、2016年8月以前に接続契約を締結した未稼働案件について送配電事業者が系統連系工事の着工申し込みを不備なく受領した日を基準として、調達価格の変更などの措置をとった。この着工申し込みにあたっては、所有権や林地開発許可など土地に関する要件を確実に満たす必要がある。ただし、大規模な2MW以上や条例アセス対象の事業については、猶予期間を設けた。

さらに、2022年4月に施行された改正FIT法では、明確に未稼働案件の認定失効制度が設けられた。この失効期間の設定は、電源毎の運転開始期限を過ぎて未稼働の状態が継続する案件について、運転開始期限の1年後の時点での進捗状況で判断される。系統連系工事着工申し込みを行っていない案件は、その時点で認定を失効するが、申し込みを行った案件は、運転開始期限に、猶予期間として電源毎の「運転開始期間」（太陽光3年間、風力・地熱・バイオマス4

年間、水力7年間）に当たる年数を加える。ただし、環境アセスメント（法アセス）などの公的手続きに関する例外措置がある。

(9) 地域活用要件の導入

2020年度よりFIT制度の認定要件として地域活用要件が設定され、事業用の小規模太陽光（低圧10～50kW）については、自家消費型要件として少なくとも30%の自家消費等を実施し、災害時に自立運転を行って、給電用コンセントを一般に提供することとなった。ただし、営農型太陽光（農地一時転用許可期間が10年間の場合）については、自家消費型要件は不要とされている。さらに、2022年度からは、小規模水力（1MW未満）、小規模地熱（1MW未満）、バイオマス発電（10MW未満）について、地域一体型要件が設定され、以下のいずれかを実施する必要がある。自治体の防災計画で電気または熱の自治体への供給、自治体自ら事業を実施（直接出資）、自治体自ら事業を実施（直接出資）する小売電気事業者等に電気を特定卸供給する。

(10) 太陽光発電の廃棄費用積立制度

FIT制度では、当初から廃棄等費用を想定した上で調達価格を算定しており、事業計画策定ガイドラインでも10kW以上の事業用太陽光発電設備については、廃棄費用等の積立てを遵守事項としていた。さらに、確実な積立てを担保するための制度として、原則、源泉徴収的な外部積立てを行う制度が2022年7月から開始された（2020年6月成立の改正FIT法に基づく）。対象は、10kW以上の全ての太陽光発電の認定案件で、調達価格の算定において想定してきている廃棄等費用の水準（1～1.7万円/kW）の金額を買取費用の支払いと相殺する形で調達期間の終了前10年間で電力広域的運営推進機関（OCCTO）が積み立てる。ただし、事業者の責任能力や確実な資金確保の点で、例外的に内部積立を許容している。詳細は「廃棄等費用積立ガイドライン」に記載されている⁹⁾。

(11) 電力自由化と環境価値

FIT制度により一般送配電事業者を買取られた再生可能エネルギー電気は、「FIT電気」と呼ばれ、その環境価値は広く電力の消費者が所有されると整理されている。そのため、小売電気事業者は特定卸供給によりこのFIT電気を調達した場合、消費者に対してはそのまま再生可能エネルギーと表示することはできない¹⁰⁾。非化石価値取引制度が2018年度からスタートし、再エネ指定の非化石証書（FIT証書）との組み合わせにより「実質再エネ」とすることが

可能となった。さらに、2019年度より発電所のトラッキングの実証事業が始まり、RE100などの再生可能エネルギー電気を必要とする企業への対応が始まっており、2021年度分からは全量のトラッキングを実施されている。さらに、2021年11月より再エネ価値取引市場がスタートし、需要家が直接、FIT制度による再生可能エネルギーの環境価値を購入できるようになった。その結果、2021年度分の再エネ価値取引市場の取引量は54.1億kWhに達した（再エネ証書全体の約6%）。

5. FIT制度の今後の展望

(1) 2030年に向けた導入目標

再生可能エネルギー電力の分野では、1990年代以降、欧州（EU）での取り組みが世界的に先行して進んでおり、欧州28カ国全体（英国を含む）での発電電力量の割合も2017年には30%を超え、2021年

には約38%に達して、化石燃料による発電の割合とほぼ拮抗している。これは日本国内の再生可能エネルギー電力の割合の2倍近くになり、日本が第6次エネルギー基本計画で掲げた2030年度の目標（36～38%）に相当する。太陽光発電および風力発電といった変動性再生可能エネルギー（VRE）の割合も欧州全体で約20%と、日本国内の約10%の2倍に達している。1990年代から2020年までの欧州の主要各国と日本の年間発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合の推移を比べてみると、欧州では2020年に向けて1990年代からFIT制度などの環境エネルギー政策で先行し、着実に再生可能エネルギーの割合を増やしてきたことがわかる（図5）。デンマークではすでに電力に占める再生可能エネルギーの割合が80%近くに達しており、2030年には100%を目指している¹¹⁾。ドイツではウクライナ危機を受けて2030年までに80%、2035年までに100%

表5 日本の再生可能エネルギー発電設備の導入量（2020年度と導入目標（2030年度）
出所：資源エネルギー庁資料より作成

電源	2020年度		2030年度		新規導入量
再エネ全体	19.8%		36～38%		+16～18%
VRE	8.8%		19～21%		+10～12%
太陽光	7.9%	61.6GW	14～16%	104～118GW	+42～56GW
風力	0.9%	4.5GW	5%程度	23.6GW	+19GW
水力	7.8%	50GW ※揚水含	11%程度	50.7GW ※揚水含	+0.7GW
地熱	0.2%	0.6GW	1%程度	1.5GW	+0.9GW
バイオマス	2.9%	5.0GW	5%程度	8.0GW	+3.0GW

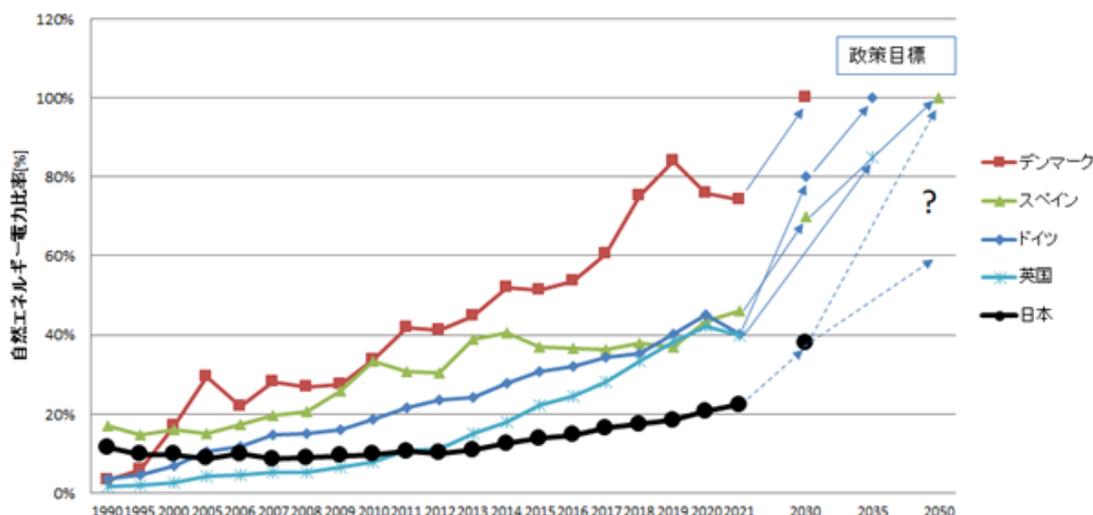


図5 欧州各国および日本の再生可能エネルギー電力の導入実績・目標
出所：EU統計局、EMBERデータなどから作成

を目指す方向となっている。

日本国内の2030年度までの再生可能エネルギー電気の導入目標を表5に示す。2030年度までに新たに導入する再生可能エネルギー発電設備は、80GW近くになるが、そのうち太陽光が56GW（約7割）、風力が19GW（約2割）で合わせて約9割を占める。

(2) FIP 制度

2022年度からの現行のFIT制度の根本的な見直しの法案が2020年6月に国会成立し、FIT法は「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」と改名され、地域活用電源（ソーラーシェアリングを含む小規模太陽光、小規模水力、小規模バイオマス、小規模地熱など）では条件つきで維持される一方で、競争電源（大規模太陽光、風力）については2022年度から新たにFIP（フィード・イン・プレミアム）制度が導入されるなど大きく変わった¹²⁾。FIP制度では、これまでのFIT制度と異なり、発電事業者は市場や小売電気事業者などと直接取引を行い、収入が卸電力市場に連動すると共に、基準価格（FIP価格）との差額をプレミアムとして受け取ることができる。2022年度以降は、このFIP制度と既存のFIT制度が発電種別や規模に応じて適用され、一部では選択が出来るようになる（表6）。

6. おわりに

欧州から遅れること約10年、2012年からスタートしたFIT制度は、この10年間で日本国内の再生可能エネルギーの導入を加速度的に進めた。しかし、同時に行われた電力自由化や電力システムの改革と

共に試行錯誤が続いており、様々な課題への対応のために段階的に制度の改正が行われて来た。日本でも2050年カーボンニュートラルに向けて、まずは2030年の目標の実現のための制度改革が進められている中で、FIT制度は大きな曲がり角を迎えている。これまでのFIT制度での様々な蓄積を生かして、FIP制度への移行と共に再生可能エネルギー100%を目指す企業や自治体などがコーポレートPPA（電力購入契約）など様々な事業スキームの元でFITに頼らない非FITによる再生可能エネルギーの導入を進めることが期待される。

参考文献

- 1) ミゲル・メンドーサほか「再生可能エネルギーと固定価格買取制度FIT～グリーン経済への架け橋」京都大学学術出版会、2019
- 2) 資源エネルギー庁「固定価格買取制度」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/
- 3) 環境エネルギー政策研究所編集「自然エネルギー白書2013」セツ森書館、2013
- 4) 林野庁「発電利用に供する木質バイオマスの証明のためのガイドライン」2012、https://www.rinya.maff.go.jp/j/riyou/biomass/hatudenriyou_guideline.html
- 5) 電力広域的運営推進機関「FIT制度」
<https://www.occto.or.jp/fit/fit.html>
- 6) 電力広域的運営推進機関「電源接続案件募集プ

表6 再生可能エネルギーのFIT/FIPおよび入札の対象
出所：資源エネルギー庁資料より作成

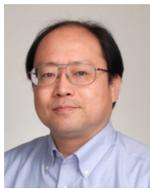
電源	10kW未満	50kW未満	50kW以上 250kW未満	250kW以上 1MW未満	1MW以上 10MW未満	10MW以上
太陽光	FIT 住宅用	FIT 地域活用要件	FIT 入札対象外 FIP 入札対象外(選択可能)	FIT 入札	FIP 入札	
風力	FIT 入札対象外			FIT 入札対象外 FIP 入札対象外(選択可能)		
地熱	FIT 地域活用要件 FIP 入札対象外(選択可能)				FIP 入札対象外	
中小水力	FIT 地域活用要件 FIP 入札対象外(選択可能)				FIP 入札対象外	
バイオマス 一般木質等	FIT 地域活用要件 FIP 入札対象外(選択可能)					FIP 入札
バイオマス その他	FIT 地域活用要件 FIP 入札対象外(選択可能)					FIP 入札 対象外

ロセス」

<https://www.occto.or.jp/access/process/>

- 7) 資源エネルギー庁「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」(2015年11月公表, 2022年3月最新版)
- 8) 電力広域的運営推進機関「入札実施機関」
<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/>
- 9) 資源エネルギー庁「廃棄等費用積立ガイドライン」(2021年9月公表)
- 10) 資源エネルギー庁「電力の小売営業に関する指針」(2016年1月制定, 2022年4月最新版)
- 11) デンマークエネルギー庁「デンマークの電力システムにおける柔軟性の発展とその役割」(2021) <https://www.isep.or.jp/archives/library/13612>
- 12) 「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」(2020年2月) <https://www.meti.go.jp/press/2019/02/20200225001/20200225001.html>

著者略歴



松原弘直 (まつばら ひろなお)

E-mail : matsubara_hironao@isep.or.jp

特定非営利活動法人 環境エネルギー政策研究所 理事, 主席研究員, 日本

太陽エネルギー学会理事, 工学博士, 東京工業大学においてエネルギー変換工学の研究で学位取得後, 製鉄会社主任研究員, IT・環境技術コンサルタントなどを経て, 現職. 自然エネルギー政策の研究(エネルギー持続地帯, 自然エネルギー100%シナリオ)などに取り組み, 日本初の自然エネルギー白書の編纂のほか, 第4世代地域熱供給フォーラム事務局, 地域主導型の地域エネルギーの事業化支援等にも取り組む.